

0-790193

На правах рукописи



ГАБДРАХМАНОВ АРТУР ТАГИРОВИЧ

**КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ С
ПРИМЕНЕНИЕМ КОМПЛЕКСНОГО МЕТОДА АНАЛИЗА СПЕКТРОВ
ВИДИМОГО ОПТИЧЕСКОГО ПОГЛОЩЕНИЯ ОБРАЗЦОВ
ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

Автореферат
диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Бугульма – 2011

Работа выполнена в Альметьевском государственном нефтяном институте

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор,
академик АН РТ
Ибатуллин Равиль Рустамович

Официальные оппоненты: доктор технических наук
Мусабилов Мунавир Хадеевич

кандидат технических наук
Максютин Александр Валерьевич

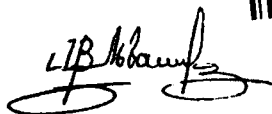
Ведущая организация: **Учреждение Российской академии наук
Институт органической и физической химии
им. А.Е. Арбузова Казанского научного
центра РАН**

Защита состоится 17 ноября 2011 г. в 16⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть» по адресу: 423236, Республика Татарстан, г.Бугульма, ул. М.Джалиля, д.32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти.

Автореферат разослан 14 октября 2011 г.

Учёный секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук



Львова И.В.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. Одной из важнейших проблем нефтедобычи является увеличение степени нефтеизвлечения из пластов, так как большинство нефтяных месторождений России и Татарстана находятся на поздней стадии разработки. При этом освоение и разработка новых запасов нефти часто бывают малоэффективными из-за геологических условий залегания и экономических проблем. Обустроенные и разрабатываемые месторождения содержат значительные остаточные запасы углеводородов. В таких условиях для решения важных социально-экономических задач региона и страны в целом одним из приемлемых вариантов восполнения запасов и поддержания уровня добычи углеводородов является разработка новых и эффективное использование апробированных методов увеличения нефтеизвлечения (МУН) пластов. Эффект от применения данных методов определяется различными процессами, некоторые из которых часто могут не учитываться, но являться определяющими для оценки эффективности проводимых мероприятий. Практика каждый раз доказывает сложность и разнообразие исследуемого природного объекта – нефтяного пласта, подверженного техногенному воздействию. Поэтому требуется комплексное решение задачи исследования и идентификации остаточных нефтей, корректная оценка технологической эффективности промысловой реализации методов. Высокая степень неопределённости, связанная с оценкой технологической эффективности на поздней стадии разработки, требует выработки новых подходов к выбору и реализации методов воздействия на пласт. Поэтому необходимо знание механизма, за счёт которого обеспечивается дополнительная добыча нефти. Для решения этой задачи могут быть применены инструментальные методы исследования и идентификации многокомпонентных смесей и дисперсных систем на основе интегральных показателей. Наиболее чувствительными, быстро и точно определяемыми

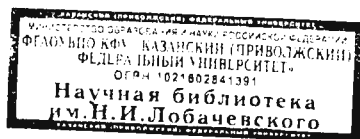
параметрами нефти являются оптические характеристики, а именно, спектральные коэффициенты, в том числе и светопоглощения нефти ($K_{\text{сп}}$). Их величины зависят от содержания в нефти асфальтенов и смол и определяют групповой состав нефти. За 50 лет, которые прошли с момента появления методики фотометрических исследований нефти, пластовые флюиды Ромашкинского месторождения и её свойства претерпели значительные изменения в процессе разработки заводнением. К тому же современный этап развития нефтяной промышленности характеризуется использованием большого количества химических реагентов. Поэтому необходимо обновление как результатов, так и подходов к проведению спектрофотометрических исследований.

В данной работе для решения поставленных задач используются величины оптической плотности раствора нефти в видимой и лишь частично в ближней ультрафиолетовой (БУФ) и ближней инфракрасной (БИК) областях спектра.

Целью работы является исследование процесса разработки нефтяного пласта на основе комплексного анализа спектров видимого оптического поглощения добываемой нефти для определения механизма вытеснения нефти в результате реализации геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Основные задачи исследований.

1. Анализ результатов применения и современного состояния развития методов контроля процессов разработки нефтяного месторождения, в том числе оптических методов.
2. Выявление оптимальной рабочей длины волны для фотометрических исследований нефти Ромашкинского месторождения.



3. Разработка методики и проведение экспериментальных и промысловых исследований по оценке физико-химического влияния пород, пластовых и закачиваемых флюидов на оптические свойства нефти.

4. Разработка методики комплексного анализа спектров видимого оптического поглощения образцов добываемой нефти и апробация её для контроля процессов воздействия на пласты.

Методы решения поставленных задач. Поставленные задачи решались путём проведения теоретических, лабораторных и промысловых исследований с применением статистических методов обработки информации, методов планирования эксперимента, физико-химических методов исследований с использованием как стандартных, так и собственных методик.

Научная новизна работы.

1. Установлена возможность применения комплексного анализа спектров видимого оптического поглощения образцов добываемой нефти для контроля за механизмом вытеснения нефти при использовании методов увеличения нефтеизвлечения и обработок призабойных зон.

2. Предложена и обоснована методика расчётного выбора рабочей длины волны для проведения фотометрических исследований.

На основе теоретических и экспериментальных исследований образцов нефти выявлено, что оптимальной по чувствительности и точности является длина волны 385 ± 3 нм (далее 385 нм) в ближней ультрафиолетовой области спектра для исследования коэффициента светопоглощения образцов нефти девонских отложений Ромашкинского месторождения.

3. На основе теоретических и экспериментальных исследований установлена избирательная чувствительность величины коэффициента светопоглощения образцов нефти при 410 нм (полоса Соре), при 540 нм и спектральных коэффициентов оптической плотности D^{465}/D^{670} , БУФИК

$(D^{440}D^{490}/(D^{590}D^{670})), D^{400}/D^{440}, D^{440}/D^{490}, D^{490}/D^{540}, D^{540}/D^{590}, D^{590}/D^{670}, D^{670}/D^{750}$
 после взаимодействия с поверхностью зёрен кварцевого песка и реагентов СНПХ-9030, ГЭР (гидрофобного эмульсионного раствора).

4. Получены статистически значимые корреляционные зависимости коэффициента светопоглощения образцов нефти и спектральных коэффициентов от технологических показателей добычи нефти – количества ежемесячно добываемой нефти и воды.

Основные защищаемые положения.

1. Метод комплексного анализа спектров оптического поглощения образцов нефти в видимой области для установления механизмов действия на пласты исследованных МУН и ОПЗ, заключающийся в выборе участков, анализе динамики соотношения объёмов закачки-отбора, определении оптимальной рабочей длины волны посредством проведения статистического анализа спектра оптического поглощения образцов нефти, проведении исследований динамики оптических показателей образцов нефти и корреляционного анализа между ними и промысловыми параметрами добычи.

2. Результаты экспериментальных и промысловых исследований воздействия на добываемые углеводороды применяемых для увеличения нефтеизвлечения и обработок призабойных зон пласта реагентов и технологий с использованием спектрофотометрических методов исследований.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций
 подтверждена достаточным количеством экспериментальных исследований, опыты показали высокую воспроизводимость результатов.

Практическая значимость исследования и реализация работы. В диссертационной работе разработана универсальная комплексная методика и проведено уточнение длины волны падающего света, для определения

коэффициента светопоглощения образцов нефти для условий Ромашкинского месторождения. На этой основе повышена точность и чувствительность определения коэффициента светопоглощения, сокращена трудоёмкость и продолжительность мониторинга оптической плотности для достижения поставленной цели.

Предложена новая методика лабораторного экспресс-анализа влияния используемых химических методов воздействий на оптические свойства добываемой нефти.

Разработана методика комплексного анализа эффективности МУН с использованием спектрофотометрических методов исследований, включающая анализ влияния применяемых реагентов и физических воздействий на оптические свойства пластовых флюидов. Она позволяет выявлять примерный механизм, который фактически обеспечивает в конкретных геолого-физических условиях увеличение нефтеизвлечения и комплексно оценить эффективность применения МУН и ОПЗ на конкретных объектах разработки. Установлена статистически значимая связь динамики добычи нефти со спектрофотометрическими показателями образцов нефти.

Разработанные методики обладают универсальностью для применения на нефтяных месторождениях, что подтверждено на участках Северо-Алметьевской площади Ромашкинского нефтяного месторождения.

Результаты исследований были использованы при выполнении работ по договору №16-08 между кафедрой РиЭНГМ Альметьевского государственного нефтяного института и ОАО «Татнефть» по теме «Анализ изменения свойств нефти при воздействии на пласт методами заводнения в сочетании с МУН». Методика анализа спектра поглощения образцов нефти используется в учебном процессе при проведении занятий по дисциплинам «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин», «Осложнения в нефтедобыче» в Альметьевском государственном нефтяном институте.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались на внутривузовских, республиканских, всероссийских и международных семинарах, выставках и конференциях:

Семинар молодых специалистов ОАО Татнефть, секция «Геология, разработка нефтяных и газовых месторождений» (Бугульма, 2009); Международная молодёжная научная конференция «XVII Туполевские чтения» (Казань, 2009); Научная сессия учёных Альметьевского государственного нефтяного института по итогам 2010 г. (Альметьевск, 2010); Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче (Москва, 2010); VIII Всероссийская научно-практическая конференция, посвящённая 80-летию Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина (Москва, 2010); Научная сессия учёных Альметьевского государственного нефтяного института по итогам 2011 г. (Альметьевск, 2011); Семинар молодых специалистов ОАО Татнефть, секция «Геология, разработка нефтяных и газовых месторождений» (Казань, 2011); 11th International Multidisciplinary Scientific Geo-Conference & EXPO SGEM 2011 (Bulgaria, 2011); III Международный научный симпозиум «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов» (Москва, 2011).

Публикации. По теме диссертационной работы опубликовано 14 печатных работ, в том числе 1 статья в рецензируемом журнале, рекомендованном ВАК РФ, и получено 2 патента РФ.

Структура и объём работы. Диссертация состоит из введения, четырёх глав, списка использованной литературы из 111 наименований, 4 приложений. Текст диссертационной работы изложен на 138 страницах, содержит 73 таблицы, 24 рисунка.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении приведена общая характеристика работы, обоснована актуальность темы исследований, сформулированы цель и основные задачи исследований, изложены основные защищаемые положения, научная новизна и практическая значимость.

В первой главе сделан обзор методов и практического применения оптических исследований образцов нефти по опубликованным на протяжении нескольких десятилетий работам таких исследователей, как Абезгауз И.М., Амерханов М.И., Бабалян Г.А., Березин В.М., Блажевич Ф.Д., Булатов М.И., Волкова О.С., Гильманшин А.Ф., Глумов И.Ф., Девликамов В.В., Евдокимов И.Н., Елисеев Д.Ю., Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г., Калинин И.П., Кириллова Л.Н., Кузнецова Е.В., Лосев А.П., Лютин А.Ф., Мархасин И.Л., Петрова Л.М., Романов Г.В., Слесарева В.В., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С., Юсупова Т.Н. и др.

На основе опыта применения оптических методов исследований образцов нефти выявлены преимущества и недостатки разновидностей этих методов, достижения других исследователей. Установлено, что многие методы, используемые для исследования образцов нефти, трудоёмки, требуют специального аппаратного оснащения, поэтому не всегда применимы в промысловых условиях. Показано, что для контроля разработки месторождений с применением геолого-технических мероприятий возможно использование спектрофотометрических методов анализа образцов нефти. Показано, что спектрофотометрический метод исследования нефтей использовался для контроля перемещения флюидов по пласту, определения величин парциальных дебитов пластов, разрабатываемых совместно, и т.д. Таким образом, в результате анализа литературы было установлено, что на данный момент развития науки и техники можно предложить использование оптических характеристик образцов нефти в целях контроля процессов воздействия на пласт при реализации ГТМ. Специалистами ТатНИПИнефть, РГУ нефти и газа

им. И.М. Губкина введены и используются в исследованиях коэффициенты светопоглощения образцов нефти при 410 нм (полоса Соре), при 540 нм и спектральные коэффициенты оптической плотности D^{465}/D^{665} , БУФИК ($D^{440}D^{490}/(D^{590}D^{670})$), D^{400}/D^{440} , D^{440}/D^{490} , D^{490}/D^{540} , D^{540}/D^{590} , D^{590}/D^{670} , D^{670}/D^{750} . Изменения свойств добываемой продукции могут быть вызваны как вовлечением в разработку остаточных запасов нефти, так и другими явлениями, сопутствующими процессам реализации технологий МУН и ОПЗ пластов. При оценке эффективности МУН и ОПЗ необходимо учитывать ряд факторов: взаимодействия флюидов и пород, а так же флюидов и композиций, применяемых для увеличения нефтеизвлечения и обработок призабойной зоны пласта, что возможно так же с помощью спектрофотометрии. При этом для наиболее эффективного использования спектрофотометрических методов необходимо определение длины волны для исследований оптической плотности растворов нефти в толуоле на основе расчётных доказательств.

Вторая глава посвящена разработке методики расчётного выбора рабочей (оптимальной) длины волны для проведения спектрофотометрических исследований образцов нефти.

Исследования растворов проб нефти, отобранных в течение 9 месяцев с периодичностью 14 дней из добывающих скважин Северо-Алметьевской площади Ромашкинского нефтяного месторождения, были проведены на приборе КФК-3 в диапазоне длин волн от 315 до 990 нм с шагом 5 нм (рис. 1). При проведении исследований для обезвреживания и стабилизации проб нефти в лаборатории использовалось центрифугирование.

Был определен методический подход к нахождению оптимальной длины волны, для определения коэффициента светопоглощения образцов нефти девонских отложений Ромашкинского месторождения. Эта длина волны должна принадлежать области максимальных и достоверных показаний оптической плотности на приборе КФК-3.

Для оценки достоверности полученных на фотозлектроколориметре лабораторных данных разработана методика, и была составлена автоматизированная расчётная таблица для определения значения оптимальной длины волны для проведения спектрофотометрических исследований образцов нефти с использованием критериев Шапиро-Уилка, Фишера, Сиджела-Тьюки.

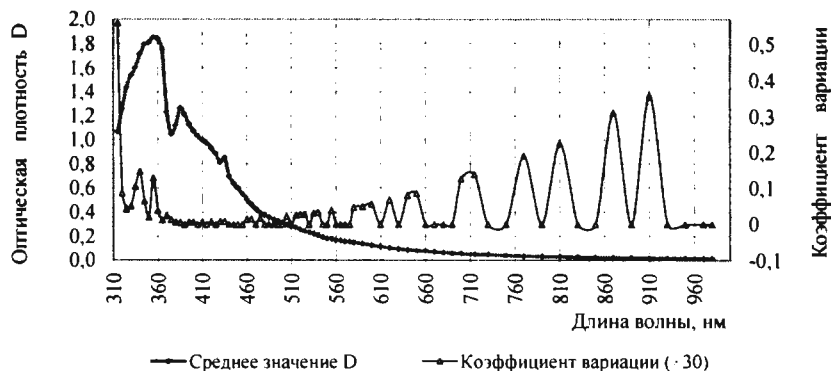


Рисунок 1 – Спектр поглощения пробы нефти со скважины №**776, отобранной 18.03.09, в диапазоне длин волн от 315 до 990 нм

В целях исключения субъективных ошибок при нахождении оптимальной длины волны по каждой скважине была произведена выборка в количестве пяти спектров по каждой скважине, для которых применён статистический анализ и подсчёт максимумов оптической плотности растворов проб нефти, удовлетворяющих критерию Сиджела-Тьюки (рис. 2).

В результате установлено, что при использовании длины волны 385 нм получены наиболее достоверные, статистически значимые и представительные результаты фотоколориметрических исследований образцов нефти.

Предложенная в данной главе диссертационной работы методика позволяет математически обоснованно выбрать оптимальную рабочую длину волны для исследований динамики коэффициента светопоглощения образцов нефти не только для рассматриваемых в данной диссертационной работе участков скважин – она универсальна и применима для анализа также других

объектов разработки. Это позволяет повысить точность и чувствительность применяемого спектрофотометрического метода, а, следовательно, выполнить более точную оценку механизма действия МУН.

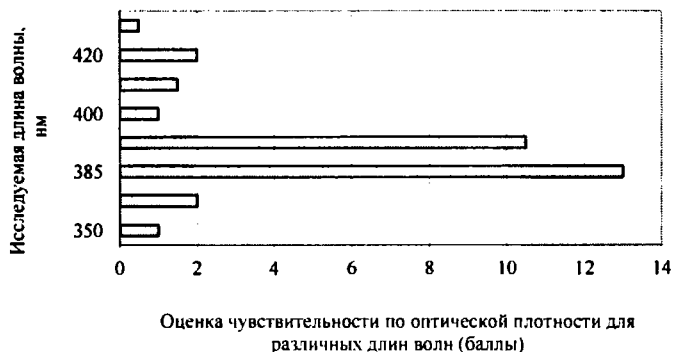


Рисунок 2 – Комплексная оценка показаний оптической плотности в зависимости от длины волны

В третьей главе описана методика и результаты экспериментальных исследований влияния 2 технологий увеличения нефтеизвлечения (СНПХ-9030 и ГЭР) на спектрофотометрические характеристики образцов нефти. В лабораторных условиях было рассмотрено комплексное влияние пяти факторов: времени (обозначен для удобства как фактор А), зёрен кварцевого песка фракции 0,25-0,28 мм (фактор В), зёрен кварцевого песка фракции 0,05-0,071 мм (фактор С), реагента СНПХ-9030 (фактор D), ГЭР (фактор Е). Дозировка реагентов производилась после пересчёта в объёмные единицы так, чтобы суммарно содержимое жидкости в пробирках составляло 16-17 мл. Сравнивались значения оптических параметров проб нефти, отобранных из верхней части пробирок на глубине 2-3 мм до и после взаимодействия. После отбора проб снимался спектр оптической плотности при длине волн падающего света в диапазоне от 350 нм до 990 нм с шагом 5 нм. В качестве основных спектрофотометрических параметров использовались следующие: значения

коэффициента светопоглощения при 385 нм (табл. 1, 2), при 410 нм (полоса Соре), при 540 нм и значения спектральных коэффициентов D^{465}/D^{670} , БУФИК ($D^{440}D^{490}/(D^{590}D^{670})$), D^{400}/D^{440} , D^{440}/D^{490} , D^{490}/D^{540} , D^{540}/D^{590} , D^{590}/D^{670} , D^{670}/D^{750} образцов нефти. Они определялись во времени через 15 минут, 14 суток и 30 суток.

Перед каждым отбором нефти пробирки с их содержимым центрифугировались в течение 10 минут, поскольку плотности исследуемых реагентов оказались выше плотности исследуемых образцов нефти. Проводилось по 3 параллельных опыта и коэффициент вариации для них не превысил 0,06. Для предварительной оценки значимости различий дисперсий использовался критерий Фишера. В результате установлена избирательная чувствительность величины коэффициента светопоглощения образцов нефти при 410 нм (полоса Соре), при 540 нм и спектральных коэффициентов оптической плотности D^{465}/D^{670} , БУФИК ($D^{440}D^{490}/(D^{590}D^{670})$), D^{400}/D^{440} , D^{440}/D^{490} , D^{490}/D^{540} , D^{540}/D^{590} , D^{590}/D^{670} , D^{670}/D^{750} после взаимодействия с поверхностью зёрен кварцевого песка и реагентов СНПХ-9030, ГЭР.

В табл. 1, 2 приведены результаты факторного эксперимента по выявлению взаимодействия проб нефти с реагентами ГЭР, СНПХ-9030 и поверхностью зёрен кварцевого песка с оценкой изменения коэффициента светопоглощения при 385 нм. Статистическая обработка этих данных с использованием многофакторного дисперсионного анализа показала, что на величину коэффициента светопоглощения образцов нефти при длине волны 385 нм ни один из исследованных факторов не оказал существенного влияния даже при уровне значимости 0,2. Согласно полученным результатам величина коэффициента светопоглощения образцов нефти при длине волны 385 нм для исследуемых условий оказалась стабильной ко всем рассмотренным «помехам»: ко всем исследованным факторам – к химическим реагентам, используемым в технологиях ГЭР и СНПХ-9030, и кварцевому песку. Однако, это не означает отсутствие влияния рассмотренных факторов на свойства нефти

и не говорит о нечувствительности параметра коэффициента светопоглощения при 385 нм. Влияние факторов показано результатами исследований других параметров, а чувствительность и точность определения коэффициента светопоглощения при 385 нм – сравнением значений этого параметра для проб нефти на различные даты отбора проб продукции скважин.

Таблица – 1 Результаты факторного эксперимента по выявлению взаимодействия проб нефти с композицией ГЭР и поверхностью зёрен кварцевого песка с оценкой изменения коэффициента светопоглощения при 385 нм

Исследуемые факторы			Величина коэффициента светопоглощения образцов нефти (385 нм) при различных временных периодах выдержки, см ⁻¹			
Зерна песка фракции 0,25-0,28 мм	Зерна песка фракции 0,05-0,071 мм	ГЭР	0	15 мин	14 сут	30 сут
0%	0%	0%	2851	2712	2531	2570
		1%	-	2031	2585	2560
		5%	-	2547	2591	-
	1%	1%	-	2609	2596	2633
		5%	-	2548	2515	-
1%	0%	1%	-	2905	2576	-

Таблица – 2 Результаты факторного эксперимента по выявлению взаимодействия проб нефти с композицией СНПХ-9030 и поверхностью зёрен кварцевого песка с оценкой изменения коэффициента светопоглощения при 385 нм

Исследуемые факторы			Величина коэффициента светопоглощения образцов нефти (385 нм) при различных временных периодах выдержки, см ⁻¹			
Зерна песка фракции 0,25-0,28 мм	Зерна песка фракции 0,05-0,071 мм	СНПХ-9030	0	15 мин	14 сут	30 сут
0%	0%	0%	2851,95	2712,85	2531,60	2570,07
		1%	-	2578,81	2624,47	-
	1%	1%	-	2523,62	2614,56	-
1%	0%	1%	-	2693,66	2513,36	-

На изменчивость коэффициента светопоглощения нефти при длине волны 540 нм сильное влияние оказал фактор контакта с реагентом СНПХ-9030 (вероятность не менее 90%) и фактор времени при контактировании образцов нефти с реагентом СНПХ-9030 (взаимодействие этих факторов, вероятность не

менее 90%), совместное действие факторов контакта образцов нефти с реагентами СНПХ-9030 и ГЭР (взаимодействие факторов этих факторов, вероятность не менее 90%).

Эксперименты показали, что с течением времени, вероятно, происходит адсорбция порфиринов, либо сильно усиливается их седиментация именно при присутствии зёрен песка фракции 0.25-0.28 мм: коэффициент светопоглощения образцов нефти из верхней части пробирок уменьшается при длине волны 410 нм (полоса Соре) с доверительной вероятностью не менее 80%.

Для спектрального коэффициента БУФИК с вероятностью 90% значимое влияние оказал фактор времени.

Коэффициент D^{670}/D^{750} с достоверностью более 95% чувствителен также к фактору времени и к фактору контакта с реагентом СНПХ-9030.

Самыми чувствительными ко всем рассмотренным факторам оказались спектральные коэффициенты D^{465}/D^{670} , D^{400}/D^{440} с доверительной вероятностью 99%.

Таким образом, в процессе математической обработки результатов лабораторных исследований была выявлена целесообразность определения коэффициента светопоглощения образцов нефти при длине волны 385 нм также с учётом влияния поверхности зёрен кварцевого песка и применяемых химических реагентов на оптические свойства раствора нефти для последующего исследования результатов воздействия методами увеличения нефтеизвлечения и обработок призабойной зоны пласта участков скважин №**317, №**347, №**008 Северо-Альметьевской площади на современном этапе разработки Ромашкинского нефтяного месторождения.

В четвёртой главе выполнен анализ результатов воздействия МУН и ОПЗ на пласты девонских отложений Северо-Альметьевской площади Ромашкинского нефтяного месторождения. В январе 2009 года в нагнетательную скважину №**317 был закачан реагент ГЭР, имеющий в своём составе 4 м³ Нефтенала НЗ и 96 м³ сточной воды. В марте 2009 года в

нагнетательную скважину №**08 был закачан реагент НКПС, содержащий в своём составе 1,744 т карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ), 0,434 т неолола АФ₆-12 и 800 м³ сточной воды. А в скважину №**347 в марте 2009 года была закачана композиция СНПХ-9030 в объёме 20,4 м³ с технологической жидкостью – минерализованной водой в объёме 32,6 м³. Схемы расположения скважин исследованных участков представлены на рис. 3.

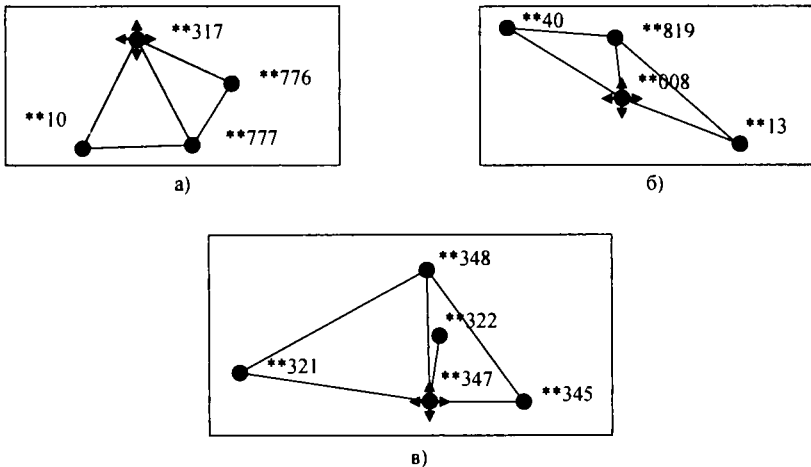


Рисунок 3 - Схема расположения добывающих скважин: а) в районе нагнетательной скважины №**317 (технология ГЭР, январь 2009 года); б) в районе нагнетательной скважины №**008 (технология НКПС, март 2009 года); в) в районе нагнетательной скважины №**347 (технология СНПХ-9030, март 2009 года)

Участки выбирались таким образом, что на нагнетательных и испытывающих влияние закачки добывающих скважинах за последние 3 года не проводились какие-либо ГТМ. Кроме того, проверялось соответствие объёмов закачки и отбора до и после реализации исследуемых мероприятий по воздействию на пласт и призабойную зону пласта. В целях соблюдения чистоты анализа эксперимента пробы нефти, отобранные из добывающих скважин №**40, №**819, №**348, не были включены в анализ, поскольку часто простаивали по различным причинам. В общей сложности из трёх опытных

участков было отобрано 290 проб нефти. По опытным участкам распределение количества проб выглядит таким образом: на участке применения ГЭР – 125, на участке применения НКПС – 41, на участке применения технологии СНПХ-9030 – 124 пробы.

Для современного этапа развития нефтяной промышленности при проектировании и оценке методов увеличения нефтеизвлечения из пластов большое значение имеет анализ фактического действия ГТМ, за счёт которого обеспечивается дополнительная добыча нефти. Его возможно осуществить путём проведения корреляционного анализа между объемами добычи нефти на участках применения МУН и спектрофотометрическими показателями образцов нефти при определённых длинах волн, обусловленными как взаимодействием нефти с закачиваемыми агентами, так и вовлечением ранее неохваченных запасов углеводородов в процессе развития системы разработки месторождений. Оценка процесса воздействия на остаточные запасы нефти сделана на основе результатов расчета коэффициентов линейной корреляции и непараметрических коэффициентов корреляции, так как неизвестен характер распределений, а результаты каждого метода расчёта значимы для определённых условий. Значимость коэффициента линейной корреляции проверялась по критерию надёжности, а значимость коэффициента ранговой корреляции оценивалась по критерию Стьюдента. Если коэффициент корреляции положителен и значим, то есть увеличение добычи нефти сопровождается увеличением определяющих цвет (оптическую плотность) нефти смол и асфальтенов, то это значит, что в большей степени происходит доотмыв сильно преобразованной нефти из заводнённой зоны пласта, чем охват ранее не вовлечённых в процесс разработки участков коллектора с малоизменёнными запасами углеводородов. Но если коэффициент корреляции отрицателен и значим по абсолютной величине, то можно судить об обратном. Незначимость коэффициентов как линейной, так и ранговой корреляции, возможно, связана с равным вкладом в дополнительную добычу нефти как

сильнопреобразованной, так и слабоизменённой нефти, либо с несущественностью воздействия на пласт.

В результате статистического анализа значений оптической плотности образцов нефти, отобранных из добывающих скважин опытного участка нагнетательной скважины №**317, где была применена технология ГЭР, установлена прямая линейная корреляционная связь между величинами оптической плотности проб нефти скважины №**10 при 385 нм и добычей нефти с коэффициентом линейной корреляции, равным 0,816 с достоверной с вероятностью не менее 95% (табл. 3).

Таблица – 3 Параметры корреляционной связи между значениями коэффициента светопоглощения образцов нефти при длине волны 385 нм и объёмами добычи нефти

Значения коэффициентов корреляции	Скважина №**10	Скважина №**776	Скважина №**777
линейной корреляции	0,816	0,707	0,270
ранговой корреляции	0,700	0,700	0,129
линейной корреляции между значениями $K_{\text{сп}}$ по скважинам №**10 и №**776	-0,958	-	-
линейной корреляции между значениями $K_{\text{сп}}$ по скважинам №**10 и №**777	-0,944	-	-
линейной корреляции между значениями $K_{\text{сп}}$ по скважинам №**776 и №**777	-	0,997	-

Наличие прямой связи между величинами коэффициентов светопоглощения и ежемесячной добычей нефти за исследованный период времени свидетельствует, по-видимому, о том, что закачка ГЭР привела главным образом к доотмыву изменённой нефти, чем вовлечению новых, ранее не охваченных заводнением зон коллектора. Дополнительная добыча нефти в данном случае обеспечена в основном за счёт наличия неионогенных ПАВ и растворителей в составе Нефтенала НЗ, а так же за счёт эмульгирования закачиваемого агента в обводнённой зоне коллектора.

На рис. 4 показаны примеры изменения величин коэффициента светопоглощения образцов нефти и ежемесячной добычей нефти на каждом из

исследованных участков, где точками указаны ежемесячно осреднённые значения шести замеров коэффициента светопоглощения образцов нефти.

Отбор проб осуществлялся с интервалом в среднем 14 дней. Исследования динамики добычи нефти и $K_{сп}$ по скважинам №**776 и №**777 за 2009 год выявили два периода проявления эффекта на этих добывающих скважинах от закачки ГЭР, произведённого в конце января 2009 г. в нагнетательную скважину №**317, в виде проявления дополнительной добычи нефти: март – апрель и сентябрь – октябрь.

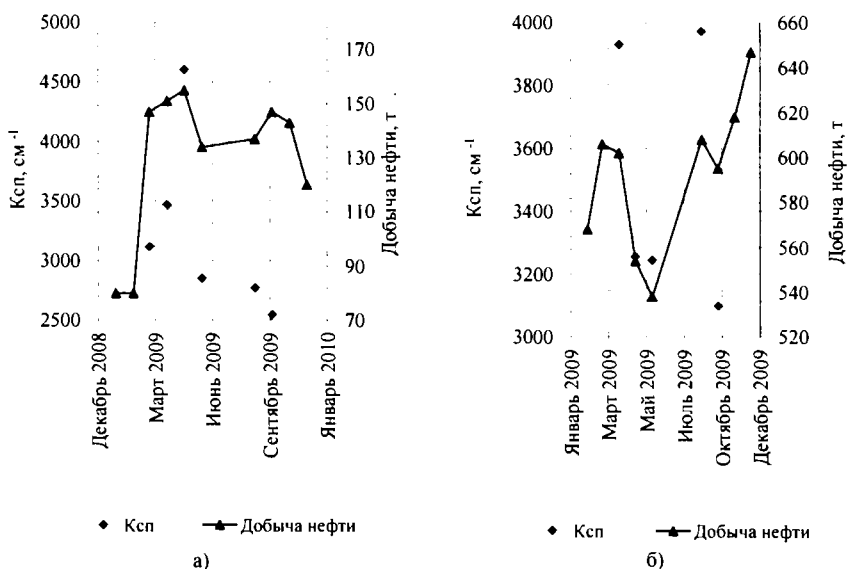


Рисунок 4 - Динамика добычи нефти и изменения коэффициента светопоглощения образцов нефти: а) по добывающей скважине № **776 (опытный участок реализации технологии ГЭР); б) по добывающей скважине № **13 (опытный участок реализации технологии НКПС)

Средние значения коэффициента светопоглощения образцов нефти за эти периоды по скважине №**776 составляют 3728 см^{-1} и 2722 см^{-1} соответственно. А для скважины № **777 – 3181 см^{-1} и 2705 см^{-1} соответственно. Совокупности данных значений коэффициента светопоглощения, отнесённые в эти два временных периода, различаются с доверительной вероятностью 90% по

критерию Уилконсона-Манна-Уитни. В итоге, первоначально в составе добываемой нефти увеличивается, а затем – уменьшается содержание оптически более плотных компонентов, что зафиксировано мониторингом изменения величин коэффициента светопоглощения проб нефти. Наблюдалось действие двух процессов. Вначале существенно проявился доотмыв сильнопреобразованной нефти благодаря вязкостному фактору и действию ПАВ, содержащемуся в реагенте ГЭР. А затем в большей степени проявляется результат эмульгирования и селективной изоляции высокопроницаемых обводнившихся прослоев и подключение пропластков, ранее не охваченных воздействием.

Величина коэффициента ранговой корреляции между коэффициентом светопоглощения образцов нефти при длине волны 410 нм и количеством добываемой нефти по скважине №**776 равна 0,900 и достоверна с вероятностью не менее 95%. Величина коэффициента линейной корреляции между коэффициентом светопоглощения образцов нефти при длине волны 410 нм и количеством добываемой нефти равна 0,848 и также достоверна с вероятностью не менее 95%. То есть дополнительная добыча в большей степени обеспечена притоком нефти с увеличенным содержанием оптически плотных компонентов, в том числе металлопорфиринов (табл. 4). Достоверность линейной и ранговой корреляции для остальных спектральных параметров менее 95%.

Таблица – 4 Параметры корреляционной связи между значениями спектральных коэффициентов светопоглощения образцов нефти, коэффициента светопоглощения образцов нефти при 410 нм и количеством добываемой нефти по скважине №**776

Наименование параметров	Значение коэффициента линейной корреляции	Значение коэффициента ранговой корреляции
Полоса Core, $K_{\text{сн}}^{\text{пл}}, \text{см}^{-1}$	0,848	0,900
БУФИК	-0,609	-0,600
465/665	-0,554	-0,600
400/440	-0,543	-0,675
440/490	-0,622	-0,600
490/540	-0,616	-0,700

Оценка влияния применения технологии закачки НКПС (реализована в начале марта 2009 года) на скважине №**008 показала, что коэффициент светопоглощения нефти, добываемой скважиной №**13, увеличивается при возрастании ежемесячной добычи нефти. Эта зависимость имеет нелинейный характер.

Применение в начале марта 2009 года технологии СНПХ-9030 на участке скважины №**347 привело к снижению коэффициента светопоглощения нефти, что свидетельствует об уменьшении в добываемой нефти скважины №**321 оптически более плотных компонентов, т.е. асфальтенов, порфиринов. Но содержание порфиринов имеет прямо пропорциональную корреляционную связь с объёмами отбора попутной воды, со значимостью не менее 95%. Это объясняется высокой поверхностной активностью этих соединений.

Скважина №**322 участка скважины №**347 не отреагировала на применение технологии СНПХ-9030, однако определения оптической плотности нефти, добываемой данной скважиной, проводились. В результате было установлено, что динамика коэффициентов оптической плотности образцов нефти двух добывающих скважин №**322 и №**345 имеет значимую линейную корреляционную связь (значимость более 95%). Таким образом, на данном участке нагнетательной скважины в результате внедрения технологии СНПХ-9030 было зафиксировано существенное изменение оптических свойств образцов нефти. Данная технология была применена на нагнетательной скважине, и в пробах, отобранных из добывающей скважины №**321, уменьшилось содержание оптически более плотных компонентов, а в пробах, отобранных со скважины №**345, оптическая плотность образцов нефти существенным образом возросла.

Основные выводы

1. В результате исследований показано, что изменения оптических свойств добываемой продукции могут быть вызваны вовлечением в разработку

остаточных запасов нефти, взаимодействием с поверхностью зёрен кварцевого песка и пластовыми и закачиваемыми флюидами.

2. В результате применения разработанной методики комплексного анализа спектров поглощения образцов нефти показано, что для исследуемых нефтей при контроле процессов разработки спектрофотометрическими методами необходим индивидуальный подход к использованию рабочей длины волны. Выявлено, что для исследуемых образцов нефти длина волны 385 нм является наиболее устойчивой к ряду «мешающих факторов», ожидаемых при применении химических реагентов, используемых при реализации МУН и ОПЗ. Использование рекомендованной для исследований длины волны 385 нм повышает разрешающую способность фотометрии при применении прибора КФК-3, поскольку при данной длине волны значения оптической плотности имеют меньшие коэффициенты вариации при исследованиях одной пробы нефти и наибольшую разницу значений коэффициента светопоглощения при сравнении проб на разные даты отбора.

3. Разработана методика исследований влияния физико-химического воздействия на оптические свойства образцов нефти. Установлено, что исследованные значения коэффициентов светопоглощения при 410 нм (полоса Соре), при 540 нм и значения спектральных коэффициентов D^{465}/D^{670} , БУФИК ($D^{440}D^{490}/(D^{590}D^{670})$), D^{400}/D^{440} , D^{440}/D^{490} , D^{490}/D^{540} , D^{540}/D^{590} , D^{590}/D^{670} , D^{670}/D^{750} имеют избирательную чувствительность к воздействию химических реагентов. Так же на величины этих характеристик спектра оптического поглощения оказывает влияние фракция исследованных образцов кварцевого песка. В результате проведения этих экспериментов установлено, что при определении коэффициента светопоглощения при длине волны 540 нм на величину данного параметра оказывают значительное влияние условия проведения исследований: фактор времени (достоверность влияния не менее 80%) и фактор контакта с исследованными химическими реагентами, используемыми в технологиях МУН и ОПЗ пластов с достоверностью не менее 90%.

4. Установлена возможность использования разработанной методики комплексного анализа спектров видимого оптического поглощения образцов нефти для выявления механизма действия процесса нефтевытеснения при применении МУН и ОПЗ для контроля процесса увеличения нефтеизвлечения и технологий воздействий на призабойную зону пласта.

Список опубликованных работ по теме диссертации

1. Гуськова, И.А. Исследование влияния применения методов увеличения нефтеотдачи пластов на изменение свойств добываемой нефти [текст] / И.А. Гуськова, А.Т. Габдрахманов // Нефтяное хозяйство. – 2011, №4. – С. 101–103.

2. Пат. 2429343 РФ, МПК E21B 43/16. Способ разработки нефтяной залежи [текст] / Н.Г. Ибрагимов, И.А. Гуськова, Р.Р. Ибатуллин, А.Р. Рахманов, А.Т. Габдрахманов, М.В. Швецов; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – №2010142776/03; заявл. 20.10.10; опубл. 20.09.11, бюл. №26.

3. Пат. 2429341 РФ, МПК E21B 37/16. Способ промывки скважины [текст] / Н.Г. Ибрагимов, И.А. Гуськова, Р.Р. Ибатуллин, А.Р. Рахманов, А.Т. Габдрахманов, М.В. Швецов; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – №2010142777/03; заявл. 20.10.10; опубл. 20.09.11, бюл. №26.

4. Габдрахманов, А.Т. Обзор фотоколориметрических и спектрофотометрических исследований нефтей для решения геолого-промысловых задач [текст] / А.Т. Габдрахманов, Л.И. Гарипова, Е.В. Леванова // Учёные записки Альметьевского государственного нефтяного института. Том VII. Альметьевск: АГНИ. – 2009. – С. 110–115.

5. Габдрахманов, А.Т. Оценка процесса воздействия на остаточные запасы нефти на основе использования оптических методов исследования [текст] / А.Т. Габдрахманов // VIII Всероссийская научно-практическая конференция, посвящённая 80-летию Российского государственного

университета нефти и газа имени И.М. Губкина (1 - 3 февраля 2010г.). Тезисы докладов. Часть 1. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина. – 2010. – С. 85–86.

6. Габдрахманов, А.Т. Анализ результатов воздействия на заводнённый пласт путём регистрации изменения оптических свойств добываемой нефти [текст] / А.Т. Габдрахманов // Рассохинские чтения: материалы межрегионального семинара (4-5 февраля 2010 года) / под ред. Н.Д. Цахая. – Ухта: УГТУ. – 2010. – С. 78–85.

7. Габдрахманов, А.Т. Выбор длины волны для исследований оптическими методами в ходе контроля разработки [текст] / А.Т. Габдрахманов // Ашировские чтения: Сб. трудов Международной научно-практической конференции. Т.1. Самара: СИТУ. – 2010. – С. 152–157.

8. Габдрахманов, А.Т. Результаты исследований зависимости коэффициента светопоглощения от молекулярного веса асфальтенов [текст] / А.Т. Габдрахманов, Р.В. Фадеев, С.В. Фадеев // – Учёные записки Альметьевского государственного нефтяного института. Том VIII. – Альметьевск: АГНИ. – 2010. – С. 41–43.

9. Габдрахманов, А.Т. Использование методов абсорбционной спектроскопии для экспериментального изучения свойств нефти (в рамках обзора) [текст] / А.Т. Габдрахманов // Материалы научной сессии учёных Альметьевского государственного нефтяного института по итогам 2009 г. Альметьевск: АГНИ. – 2010. – С. 36–39.

10. Габдрахманов, А.Т. Анализ спектров поглощения в БУФ и БИК области девонской нефти на современном этапе разработки Северо-Альметьевской площади Ромашкинского месторождения [текст] / А.Т. Габдрахманов // Материалы научной сессии учёных Альметьевского государственного нефтяного института по итогам 2010 г. Альметьевск: АГНИ. – 2011. – С. 34–38.

11. Габдрахманов, А.Т. Исследования девонской нефти Северо-Альметьевской площади Ромашкинского месторождения фотометрическими методами [текст] / А.Т. Габдрахманов // Учёные записки Альметьевского государственного нефтяного института. Том IX. – Альметьевск: АГНИ. – 2011. – С. 108–112.

12. Габдрахманов, А.Т. Статистическая обработка спектров поглощения в ближней ультрафиолетовой и видимой области нефти Северо-Альметьевской площади Ромашкинского месторождения для применения оптических методов в ходе контроля разработки [текст] / А.Т. Габдрахманов // Сборник тезисов докладов семинара молодых специалистов секции «Геология, разработка нефтяных и газовых месторождений». Казань: «Ихлас». – 2011. – С. 90–94.

13. Gabdrakhmanov A., Guskova I. Optical methods for assessing recovered oil properties change caused by injection of multipurpose complex agent // 11th International Multidisciplinary Scientific Geo-Conference & EXPO SGEM 2011 – Albena, Bulgaria. 20-25 June 2011. – pp. 1253-1257.

14. Гуськова, И.А. Комплексный анализ механизма действия гидрофобного эмульсионного раствора на примере Северо-Альметьевской площади Ромашкинского месторождения [текст] / И.А. Гуськова, А.Т. Габдрахманов // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Материалы III Международного научного симпозиума, Том 2. – М.: ОАО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт». – 2011. – С. 141 – 145.

102

Отпечатано в секторе оперативной полиграфии
института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть»
на Xerox WC 5655 Pro
тел.: (85594) 78-656, 78-565
Подписано в печать 13.10.2011
Заказ №1310201101 Тираж 100 экз.